

Bonos Corporativos Perú LNG (PLNG)

Informe Semestral

Ratings

| Tipo de Instrumento | Rating Actual | Rating Anterior |
|---------------------------------------|---------------|-----------------|
| Primer Programa de Bonos Corporativos | AA (pe) | AA (pe) |

Con información financiera no auditada a junio y setiembre 2017. Clasificaciones otorgadas en Comités de fechas 30/11/2017 y 05/05/2017.

Perspectiva

Negativa

Indicadores Financieros

| Indicadores Financieros (Cifras en miles de US\$) | 12M Set17 | dic-16 | dic-15 |
|--|-----------|-----------|-----------|
| Ingresos | 658,460 | 500,962 | 515,855 |
| EBITDA | 215,841 | 161,610 | 136,235 |
| Flujo de Caja Operativo (CFO) | 162,881 | 194,147 | 121,087 |
| Deuda Financiera Total | 1,326,509 | 1,397,586 | 1,567,512 |
| Caja y valores | 383,971 | 381,610 | 289,634 |
| Deuda financiera / EBITDA | 6.15 | 8.65 | 11.51 |
| Deuda financiera neta / EBITDA | 4.37 | 6.29 | 9.38 |
| EBITDA / Gastos Financieros | 3.68 | 2.65 | 2.07 |

Fuente: PLNG

Metodologías aplicadas

Metodología Maestra de Clasificación para Infraestructura y Financiamiento de Proyectos (Enero – 2017)

Analistas

Johanna Izquierdo
(511) 444 5588
johanna.izquierdo@aai.com.pe

Fiorella Torres
(511) 444 5588
fiorella.torres@aai.com.pe

Resumen de la Estructura:

Apoyo & Asociados (A&A) ratificó el rating de AA (pe) a los Bonos Corporativos de Perú LNG (PLNG o la Empresa). La perspectiva es Negativa.

PLNG es la única planta de licuefacción de gas natural para la exportación en Perú. La planta inició operaciones en junio del 2010, e implicó una inversión de US\$3,800 MM, los cuales se financiaron US\$2,250 MM con deuda (US\$200 MM corresponde a los bonos corporativos) y US\$1,583 MM con equity. La totalidad de su producción es vendida a SITME (218 TBTUs anuales), según contrato SPA con vencimiento en agosto 2028. Para su producción, se abastece de gas natural (GN) del Yacimiento Camisea.

El Rating ha considerado el compromiso explícito de los accionistas y el *offtaker* (SITME), reflejado en la inyección de fondos de US\$110 MM que se dio en el 2016 con el objetivo de afrontar el escenario adverso de precios que se venía dando, y así, contar con una mayor flexibilidad financiera. El Outlook se mantiene en negativo debido a que la nueva estructura de precios de GN, se encuentra muy por debajo de lo proyectado al inicio de la construcción del proyecto, como es el caso de Henry Hub (3.0 Set17 vs. 7.2 Abr06, US\$/MMBtu), lo anterior, sumado al corto *duration* de la deuda, generan, dentro de un escenario de estrés de precios, una necesidad recurrente de fondos adicionales para cubrir sus compromisos financieros. Por lo anterior, es necesario que se concrete cuanto antes la renegociación del contrato SPA, con el fin de obtener una mayor estabilidad al flujo de caja y/o se reestructure la deuda a plazos más largos.

Factores Claves de la Clasificación

Respaldo financiero y operativo de los accionistas: La clasificación otorgada ha tomado en cuenta el soporte que brindan tanto los accionistas de PLNG como el *offtaker*, quienes además de poseer una vasta experiencia en el mercado de hidrocarburos, cuentan con una adecuada solvencia financiera, lo cual les permitió llevar a cabo medidas para inyectar fondos por US\$110 MM en el 2016. Es así que se realizó un aporte de capital por US\$60 MM y se adelantó efectivo mediante el incremento en US\$50 MM en la línea de Quarterly Payment; fondos suficientes para afrontar con holgura el contexto de precios a niveles mínimos históricos en la vida de PLNG. Cabe destacar que al cierre del 2016 no fue necesario emplear la totalidad de los fondos inyectados producto de la recuperación de los precios internacionales desde el segundo semestre del 2016. Así, la variación anual de caja fue de US\$105 MM, cerrando el año con una caja

de libre disponibilidad de US\$206 MM, por encima de lo registrado en el 2015 (US\$101.3 MM).

En el 2017, a pesar de registrarse mejores precios que los obtenidos en el 2016 (EBITDA LTM Set. 17: US\$215.8 MM vs. 161.6 MM en el 2016), se espera una variación negativa de caja, debido a que ya no se contaría con inyección de fondos adicionales, además de afrontar mayores gastos por impuesto a la renta y capex. Así, la variación anual de caja del 2017 ascendería a –US\$56 MM, con lo cual la caja de libre disponibilidad se reduciría a US\$150 MM al finalizar el año (2016: US\$206 MM). Si adicionalmente consideramos los fondos restringidos de la Cuenta de Reserva, la Clasificadora considera que la caja total de US\$338 MM otorga un *buffer* de liquidez importante y la flexibilidad necesaria para que, en el 2018, la empresa concluya la renegociación del contrato de venta (SPA) con SITME, único *offtaker*, lo que le daría mayor estabilidad en la generación del flujo de caja.

Es importante destacar que a pesar del entorno de precios bajos, la buena *performance* operativa, la adecuada estructura de costos (en su mayor parte variable), y el constante compromiso de los accionistas, permitieron que la empresa mantenga, en los últimos tres años, un stock de caja total promedio de US\$370 MM.

Para el 2018, en un escenario base de precios, A&A espera un DSCR de 0.7x, mientras que en el caso estresado de precios, el DSCR ascendería a 0.2x. De darse este escenario, la empresa cuenta con suficiente liquidez para cubrir cualquier déficit en la generación para cubrir el SD.

Cabe mencionar que la participación del 70.0% de los accionistas de PLNG en el Consorcio de Productores Camisea (42.8%), eleva el compromiso para con PLNG. La Clasificadora también destaca la participación del *Offtaker*, Shell, del 20% del accionariado de la empresa, lo cual garantiza una alineación de intereses.

Cambios en el contrato *Sales and Purchase Agreement*

(SPA): El nuevo contexto de precios bajos y recuperación moderada en el largo plazo que se proyecta para el mercado de LNG, pone en riesgo la solvencia financiera de la Empresa ya que tendría problemas para cubrir su servicio de deuda de manera recurrente, haciéndose inviable en el corto plazo motivo por el cual se ha mantenido el Outlook negativo. Por ello, desde finales del 2015 se viene discutiendo los términos comerciales del SPA, con el fin de dar mayor estabilidad a la generación de flujo de caja.

La determinación de los nuevos términos del contrato, implica la intervención de los agentes involucrados a lo largo de la cadena productiva del LNG (Consortio de Productores, Gobierno, Shell, PLNG). La modificación se encaminaría a establecer una valorización del gas natural que garantice un margen mínimo fijo para cubrir sus gastos operativos y servicio de deuda, sin mayor variabilidad en la generación de la Empresa, lo que convertiría a la estructura del proyecto en un *Availability Project*.

Cabe señalar que actualmente, si bien PLNG no cuenta con riesgo volumen pero sí de precio; este último es mitigado por la garantía que ofrece SITME de un precio mínimo de venta de US\$2.25/MMBtu (equivalente a un valor de referencia de US\$3.56/MMBtu). No obstante, esta garantía tiene un *cap* de US\$110 MM, pagaderos en cada trimestre (Antiguo Quarterly Payment: US\$60 MM). Asimismo, esta facilidad crediticia debe ser devuelta a SITME una vez que los precios se recuperen.

Los niveles actuales de precios han generado que se desembolse la totalidad de la línea del Quarterly Payment (US\$110 MM), los cuales PLNG espera devolver durante el 2020 y 2021, tras la recuperación de precios.

Cabe destacar que el *offtaker*, Shell International Trading Middle East (SITME), posee una alta calidad crediticia reflejada en su importancia y soporte de su Matriz, el grupo Royal Dutch Shell (RDS; Rating: AA-). RDS es la compañía petrolera integrada más grande de Europa, con amplia experiencia y una sólida posición en el mercado mundial de LNG.

Buen desempeño operativo: En los siete años de operación, la planta de PLNG ha reportado un adecuado ratio de eficiencia, por encima de lo garantizado por el constructor (91.8% en promedio vs. 90.5%), nivel en que se basaron las proyecciones iniciales. Cabe señalar que la eficiencia durante el año móvil a setiembre 2017 fue afectada ligeramente por efectos climatológicos y mantenimientos menores. Para el 2018 se espera realizar un mayor nivel de capex por el mantenimiento mayor previsto, el cual se suele realizar cada tres años. Este mayor capex sería financiado con la acumulación de la Cuenta Reserva de Mantenimientos Mayores (US\$27 MM). Durante la última ejecución del mantenimiento mayor en el 2015, éstos contribuyeron a que el siguiente año (2016) se registren niveles record de producción, eficiencia y utilización de 224.3 TBtu, 92.1% y 91.1%, respectivamente (219.5 TBtu, 91.5% y 84.9%, respectivamente, durante el año móvil a setiembre 2017). Cabe señalar que la mayor producción también se debió al incremento de la capacidad del sistema de transporte de gas

que opera Transportadora de Gas del Perú (TGP), lo cual le permitió a PLNG acceder a volúmenes adicionales de gas interrumpible e incrementar su capacidad de procesamiento de 620 a 700 MMPCD.

Estructura de Garantías: La deuda senior, incluyendo los bonos, cuentan con las garantías propias de un *Project Finance*, las cuales serán compartidas a prorrata y *pari passu* entre ellas, según lo estipulado en el *Bondholder Intercreditor Agreement*. Así, los acreedores garantizados cuentan con la garantía mobiliaria de la totalidad de los activos de PLNG. Cabe señalar que el costo del proyecto ascendió a US\$3.8 billones, siendo el saldo de la deuda financiera senior garantizada de US\$943 MM neto de caja.

Importancia estratégica de PLNG para el país: PLNG constituye un activo estratégico para la matriz energética del país. Cerca del 43.3% de la generación de energía del Perú se produce con el GN de Camisea, transportado en parte a través del ducto de PLNG según el Acuerdo de Uso de Capacidad" con TGP por aproximadamente 550 MMPCD. Asimismo, PLNG es el principal cliente de Camisea consumiendo cerca del 57% de su producción de GN, lo que indirectamente mejora la balanza de hidrocarburos del país, debido a que contribuye con la monetización de los líquidos de gas natural del yacimiento (Camisea genera el 81.5% del total de las regalías del sector de hidrocarburos).

Asimismo, se espera que el valor e importancia de PLNG, tanto para el *offtaker*, accionistas, como para el país en general (su matriz energética), se mantengan aún después de la fecha de fin de sus contratos (2028). Ello, porque la empresa, así como expertos, estiman que existe un mayor potencial de reservas, por lo que es posible que en el futuro se incrementen las mismas, y así, se extiendan los contratos de suministro de gas, de transporte y venta de LNG.

Asimismo, PLNG culminó el cargadero de LNG (conocido también como el proyecto del gasoducto virtual), por el cual, se suministrará de LNG a ciudades del sur y norte del país. Este proyecto beneficiará e incrementará el consumo doméstico de gas natural.

¿Qué podría gatillar el rating?

Positivo

- Cambios en el SPA que impliquen la eliminación total del riesgo precio.
- Coberturas proyectadas mínimas de 1.1x del servicio de deuda, bajo el supuesto que no se asuma riesgo precio y volumen.
- Incremento sustancial de los precios, los cuales se deberían mantener por un periodo prolongado.

Negativo:

- Imposibilidad de lograr cambios en el contrato de SPA según lo esperado y mantener la exposición de PLNG a la volatilidad de precios, en el contexto actual de bajos precios, más allá del 2018.
- Fuerte deterioro en la solvencia financiera de los *Sponsors* y del *Offtaker*, que genere dificultad a los mismos de realizar inyección de fondos de ser necesario.
- Disminución de los niveles de eficiencia de la planta que reduzca la cantidad de *delivery* contractual.
- Descenso significativo de los niveles de liquidez de la compañía

■ Perfil del Emisor

Perú LNG es la única planta de licuefacción de gas natural (LNG) para la exportación en Perú. Cuenta con un tren de una capacidad de 4.45 mmtpa. El GN es abastecido por el Yacimiento Camisea (Lote 56 y Lote 88) según contrato GSA por 4.2 TPC. La producción anual de 4.2 mmtpa (218'000,000 MMBtu) es adquirida en su totalidad por SITME, según contrato SPA con vencimiento en Ago-28. En junio 2010, PLNG inició operaciones, luego de cuatro años de construcción.

■ Sponsors y Estructura Legal

El emisor PLNG se beneficia de su estructura accionaria, la cual agrupa a cuatro empresas: Hunt Oil (50%), Shell Gas (20%), SK Innovation (20%) y Marubeni (10%), todas con amplia experiencia en la industria de hidrocarburos, tanto en el desarrollo y operación de yacimientos de Gas Natural (GN), como en su comercialización.

Accionistas Perú LNG

| En millones de US\$ | Hunt | Shell 1/ | SK 2/ | Marubeni 3/ |
|-------------------------|-----------|-------------|------------|-------------|
| Participación | 50% | 20% | 20% | 10% |
| Rating | BB- (S&P) | AA- (Fitch) | BBB+ (S&P) | BBB (S&P) |
| Indicadores financieros | | | | |
| Ingresos Consolidados | n.d. | 284,524 | 32,631 | 66,258 |
| EBITDA | n.d. | 46,164 | 3,451 | 1,892 |
| DF / EBITDA | n.d. | 1.91 | 1.57 | 13.06 |
| DFN / EBITDA | n.d. | 1.47 | 0.22 | 10.37 |
| Patrimonio | n.d. | 198,533 | 15,114 | 16,594 |

1/ Información financiera anual consolidada a setiembre 2017 Fuente: Shell, SK, Marubeni

2/ Información financiera anual consolidada al cierre del 2016

3/ Información financiera año consolidado a setiembre 2017

Todos los sponsors cuentan con grado de inversión, excepto el principal accionista Hunt Oil Company (HOC). El 20 de abril del 2017, Moody's decidió rebajar el rating de HOC de Ba3 a B1, con perspectiva estable, por su parte S&P modificó el rating de BB+ a BB-, con outlook negativo. Las decisiones se sustentan en el persistente contexto de precios bajos de los hidrocarburos, los cuales han deteriorado la capacidad de generación de HOC y sus métricas de crédito. Asimismo, refleja la suspensión de operaciones en Yemen LNG, uno de sus principales proyectos de gas natural licuado, así como la incertidumbre sobre la reanudación de operaciones de éste y las contribuciones en efectivo necesarias para preservar esta inversión.

Sin embargo, no se debe perder de vista que HOC posee un buen nivel de liquidez, vencimientos de deuda manejables y acceso al apoyo financiero de su matriz, Hunt Consolidated Inc. Asimismo, HOC tiene un plan de reducción agresivo de apalancamiento, además de contar con amplia experiencia en el sector energético y se encuentra en diversos países y mantiene licencias de exploración en Perú, Rumania y

Kurdistán (Iraq). Su participación con el 25.2% en el yacimiento Camisea constituye una fuente importante de generación de caja y remesas (US\$160.5, US\$95.0, US\$110.9 y US\$253.6 MM en el año móvil a setiembre 2017, 2016, 2015 y 2014, respectivamente).

Apoyo & Asociados considera que en los próximos dos años no se requerirá de aportes adicionales debido a la caja acumulada; no obstante, de requerirse, HOC cuenta con un adecuado nivel de liquidez y líneas comprometidas no utilizadas para cubrir potenciales requerimientos.

Por su parte, Shell, que forma parte de RDS, cuenta con amplias ventajas en la producción y comercialización de petróleo, gas natural y LNG, al ser la compañía petrolera integrada más grande de Europa. El Grupo cuenta con diversos segmentos de negocio, siendo el más importante el de GN, ya que es un segmento estratégico dadas las condiciones actuales del mercado de LNG. En ese sentido, el Grupo cuenta con una cadena totalmente integrada y una flota de embarques importante de envergadura global.

Por otro lado, Marubeni se ha convertido en un jugador importante en la industria del LNG, ya que en el 2010, inició su incursión en dicho mercado con la adquisición de 49% de ocho buques a BW Gas Ltd. Luego, a fines del 2011 formó un *joint venture* con Teekay LNG (48%/52%), el cual compró ocho buques a A.P. Moller –Maersk (APMM). Con lo anterior, dicho *sponsor* espera lograr una ventaja competitiva en el suministro de LNG en la Cuenca del Pacífico, donde se prevé un alto crecimiento, al asegurar el transporte del producto, uno de los principales *key drivers* de esta industria. Adicionalmente, Marubeni tiene participación en Qatar LNG. Cabe señalar que desde marzo 2008 Marubeni ha mantenido el rating de BBB con S&P, mientras que la perspectiva de la compañía se cambió el pasado 27 de junio 2017, de Negativa a Estable, producto de la mejora en su estabilidad financiera. Lo anterior se debió a: i) la normalización de los niveles de utilidad provenientes del segmento no relacionado a commodities; ii) el nivel de capitalización respaldado por la deuda subordinada (250,000 millones de yenes); y, iii) la implementación de una estrategia de inversión controlada y enfocada en sectores menos susceptibles a cambios abruptos en precios. Por su parte, Moody's ratificó el rating de Marubeni en Baa2.

La Clasificadora considera que PLNG constituye un activo estratégico para la cadena de valor del portafolio de los Sponsors, por lo que esperaría un soporte de parte de ellos de ser necesario, con el fin de mantener el valor económico de la empresa. Cabe señalar que durante la etapa de construcción otorgaron un *completion guarantee* así como

una garantía para cubrir los *shortfalls* generados por descalce de precios. Esta garantía de precios, para el periodo de operaciones, cubriría el déficit de costos y gastos operativos (Opex) y de Servicio de Deuda, cuando el flujo real de caja sea menor al flujo hipotético considerando un escenario de ventas 100% Henry Hub.

Asimismo, en el 2016, año que se proyectaba los precios más bajos en un escenario de estrés y por ende la posibilidad de un déficit de fondos para asumir el servicio de deuda, los Sponsors suscribieron un *Written Consent* el 29 de abril del 2016, mediante el cual se afirmó la modificación del presupuesto del ejercicio debido a la aprobación del aporte de capital de US\$60 MM, el cual se efectuó en dos tramos, cada uno de US\$30 MM, en mayo y agosto del 2016. Además, el *Offtaker* firmó una adenda al SPA, mediante la cual se incrementó el límite del Quarterly Payment en US\$50 MM, llegando a los US\$110 MM por este concepto. Dicho Quarterly Payment no genera intereses y se devolvería cuando el precio de venta según contrato supere los US\$2.25. Cabe señalar que PLNG estima devolver dichos fondos durante el 2019 y 2020.

Supply Risk (Riesgo de suministro)

El GN para el proyecto es suministrado principalmente por el Lote 56, y en una pequeña cantidad por el Lote 88, (yacimientos Camisea) para lo cual PLNG, firmó los contratos de suministro de gas (GSA) con el consorcio de productores del yacimiento.

Este contrato fue firmado el 1ero. de julio del 2010 y asegura el suministro por los 18 años de vida del contrato con SITME (hasta agosto del 2028), a razón de 620 MMPCD, equivalente a 244'550,000 MMBtu al año o 4.2 TPC repartidos a lo largo del contrato. Cabe mencionar que en agosto del 2014, el Lote 56 suscribió un GSA con el Lote 57 por el 100% de sus reservas de gas natural de los yacimientos Kinteroni y Sagari (85 escalonado a 160, en 2016, 200, en 2018, y 240 MMPCD, en adelante), las cuales serán procesadas en las instalaciones del Consorcio Camisea y destinadas a cubrir el GN liberado del Lote 88 en Ago-14 (solo proveerá a PLNG GN para el consumo de su planta – *fuel gas*). De esta manera, el suministro provendrá 50 MMPCD de Lote 88 y 570 MMPCD del Lote 56, quién complementará su producción con la del Lote 57.

Como se aprecia en el cuadro, las reservas probadas de GN de Camisea son suficientes para cubrir la cantidad de GN requerida en el periodo remanente del contrato con SITME (2.7 TPC).

| (BPC) | Reservas Probadas GN | GN Requerido SPA (2017-2028) |
|---------|----------------------|------------------------------|
| Lote 56 | 2,111 | 1,489 |
| Lote 57 | 1,651 | 1,007 |
| Lote 88 | 9,732 | 219 |

Fuente: Libro de Reservas 2016, MEM, PLNG

El precio pactado por MMBtu está establecido en una tabla, en función al precio de referencia del mercado de destino del LNG. Durante el año móvil a setiembre 2017, se adquirió un total de 240.1 TBtu de GN a un precio promedio de US\$0.88/MMBtu, por encima del precio promedio registrado al cierre del 2016 (US\$0.44/MMBtu), dada la recuperación de los precios. No obstante, se mantiene muy inferior al precio promedio del mercado local (US\$1.85/MMBtu), como consecuencia de la caída importante del HH (12% ventas) y NBP (68% de las ventas). Sin embargo, cabe destacar que en los años 2011-2012, la situación era inversa, el precio del GN de PLNG era 2.30x el precio que se obtenía en el mercado local.

Transporte de GN (GTA)

PLNG cuenta con un contrato para el servicio de transporte (GTA) en firme de GN con TGP, por 620 MMPCD, hasta el 2033, además de contratos interrumpibles por 125 MMPCD.

La Tarifa de Transporte (TT) está en función del *Henry Hub* (HH), con un mínimo de US\$0.29/MPC y un máximo de US\$0.48/MPC (para HH > US\$ 12.25), reajutable por la inflación americana (PPI). Cabe mencionar que dicha tarifa fue fijada en esos rangos debido a que el servicio de transporte solo abarca los primeros 211 km del gasoducto de TGP (en el tramo de la selva), equivalente al 29% del total de su extensión. El costo anual de este servicio es de aproximadamente US\$83.7 MM, con una tarifa promedio de US\$0.38/MMPC (US\$87 MM y 0.39 US\$/MMPCD en el 2016, año pico de producción).

Capacity Use Agreement (CUA)

La empresa tiene un "Acuerdo de Uso de Capacidad" con TGP, bajo el cual le facilita el uso de su gasoducto, hasta por 550 MMPCD, para el transporte de gas natural para el mercado local. Esto genera un valor adicional al gasoducto de la empresa, al ser un activo estratégico para el país (43.3% de la generación de energía se produce con el GN de Camisea, transportado en parte a través del ducto de PLNG). Así, PLNG recibe ingresos anuales por el uso de su gasoducto de US\$2.7 MM.

■ **Revenue Risk (Riesgo de ingresos)**

Offtaker / Riesgo Volumen

La totalidad de la producción es vendida a SITME mediante un contrato *Take or Pay* (SPA) a razón de 218'000,000 MMBtu anuales (4.2 mmtpa) por 18 años. El precio de venta del LNG (US\$/MMBtu) está en función al precio del GN en los mercados que se destine su producción.

El *offtaker* tiene un contrato de suministro con la Comisión Federal de Electricidad de México (CFE) para proveer de LNG al terminal de Manzanillo. El contrato es por 15 años, con una extensión potencial de tres años adicionales. Entre el 2015-2025 la entrega anual mínima a Manzanillo será de 144.0 BTU, equivalente al 66% del SPA. A setiembre 2017, debido a la importante caída en el marcador HH, SITME destinó a Manzanillo una cantidad de LNG inferior a la mínima contractual (18.8 TBTU equivalente al 12% de las ventas) asumiendo las implicancias del menor envío.

La Clasificadora ve positiva la participación de Shell en el accionariado de PLNG, lo cual permite alinear intereses, optimizando el portafolio de ventas. Asimismo, reitera la necesidad de realizar cambios al contrato SPA, ya que las actuales condiciones no hacen económicamente viable y rentable a PLNG.

Riesgo de contraparte: Grupo Royal Dutch Shell (RDS)

RDS es uno de los líderes mundiales en el mercado de LNG y desarrollo de proyectos de LNG. Asimismo, es la compañía petrolera integrada más grande Europa (en términos de ingresos), con amplia experiencia y conocimientos en el sector al que pertenece y una buena solvencia crediticia, con rating internacional de AA-.

El 18 de febrero del 2016, *FitchRatings* rebajó la calificación crediticia de Royal Dutch Shell, de AA+ a AA- con perspectiva negativa. La disminución en la calificación se debió al cambio en el perfil financiero de la compañía al incrementarse su apalancamiento debido a la adquisición de BG Energy Holding y a flujos de caja negativos, dado el contexto de precios bajos de los hidrocarburos y la expectativa de que mantenga una política de dividendos estable en un contexto de débil generación de efectivo.

La compra de BG incrementó las reservas probadas en aproximadamente 25% (a 8.3 billones BOE) y la producción a niveles de 2.9 a 3 MMBPD. BG cuenta con dos grandes proyectos, QCLNG en Australia (de una capacidad de 8.5 mtpa) y campos petroleros de yacimiento pre-salino *off-shore*

en Brasil; ambos proyectos fortalecen la producción y el portafolio de LNG.

Cabe señalar que el pasado 6 de junio del 2017 se ratificó tanto el rating (AA-) como la perspectiva negativa. Lo anterior reflejó la mejora en la generación de caja durante el primer semestre, producto de la ligera recuperación de los precios de los hidrocarburos y de la integración completa de BG. Por su parte, la perspectiva se mantiene debido a los riesgos asociados a: i) la dificultad de reducir el nivel de apalancamiento; ii) bajos precios del gas y petróleo, iii) altos pagos de dividendos; y, iv) la recompra de acciones de acuerdo a lo estimado por *FitchRatings*.

Es importante recalcar que a pesar de que el *offtaker* no cuenta con una clasificación de riesgo, A&A espera que RDS soporte SITME en caso sea necesario, dada la importancia que el negocio de gas natural presenta para el grupo, el cual conforma una cadena totalmente integrada (producción, licuefacción y comercialización a través de embarques).

Respecto a la producción de PLNG, Shell envió durante el presente año a setiembre 2017 a Manzanillo una cantidad por debajo de la mínima contractual (12% de la producción en lugar del 66%). Cabe señalar que el SPA actual garantiza un precio mínimo de venta de US\$2.25/MMBtu (equivalente a un HH de US\$3.56/MMBtu), mediante el *Quarterly Payment* con un cap inicial de US\$60 MM, que luego fue incrementado a US\$110 MM en el 2016 como medida preventiva ante el escenario de precios bajos históricos.

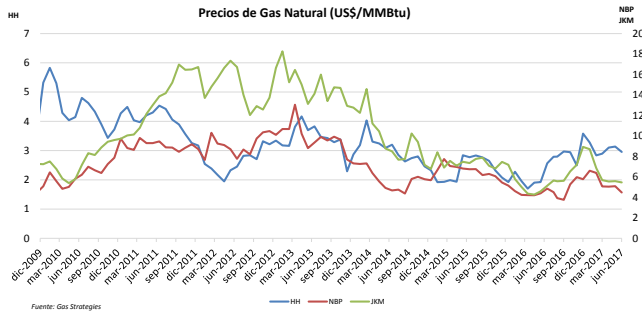
Así, se evidencia la importancia de la continuidad de la operación de PLNG en el portafolio de ventas de Shell, ya que de no ser así, este último experimentaría dificultades para rentabilizar otras inversiones cuyo funcionamiento está vinculado a la exportación de LNG.

Riesgo Precio

El principal riesgo de PLNG es la exposición del flujo de caja a la volatilidad de los marcadores del GN de los mercados a los que se destine finalmente el LNG: A setiembre 2017 se destinó 12% al mercado americano (HH), 68% a Europa (NBP) y 15% a Asia (JKM). Cabe señalar que según PLNG y ante la recuperación de los precios internacionales, se espera registrar al cierre del 2018 un 67.3% de ventas destinadas a Manzanillo (22.9% a Europa y 9.8% a Asia).

El HH se ve influenciado principalmente por los fundamentos de oferta y demanda del mercado americano. Hasta el 2007, el HH estuvo directamente correlacionado con los precios globales debido al déficit de producción del mercado doméstico. Sin embargo, con la creciente producción del *Shale Gas*, EE.UU. ha ingresado al mercado del gas como

una opción de menor precio. Este cambio estructural influyó en la caída drástica del HH, a precios muy por debajo de los estimados cuando se inició la ejecución del proyecto de LNG (3.0 Set17 vs. 7.2 Abr06, US\$/MMBtu).



Así, la cotización del HH se redujo drásticamente, desde un promedio de US\$6.05/MMBtu entre el 2007 y 2010 a un promedio de US\$2.49/MMBtu y US\$2.99/MMBtu en el 2016 y a setiembre 2017, respectivamente. Otros factores que incidieron sobre la cotización del HH fueron el incremento en el nivel de inventarios, el cual alcanzó un record histórico en marzo del 2016 y ocasionó que el marcador llegara hasta los US\$1.7/MMBtu. Este factor está relacionado, a su vez, a la menor demanda ocasionada por un invierno con temperaturas más cálidas debido a la presencia del fenómeno El Niño.

Según el reciente análisis de EIA, ante aumentos en precios del gas, existe una rápida reacción de la actividad extractiva, lo que generó una caída en los precios de largo plazo de sus proyecciones. Asimismo, señaló que el costo económico actual de la producción de gas se encuentra alrededor de 3.00 US\$/MMBtu. De esta manera, EIA proyecta que los precios se mantendrán en un rango cercano a dicho costo económico en el corto plazo, y que la demanda mundial de gas del sector energía será determinante en el mediano y largo plazo. Así, se espera para fines del 2017, un *base case* del Henry Hub de 3.08 US\$/MMBtu (2.97 US\$/MMBtu real a setiembre 2017) y para el 2018, 3.09 US\$/MMBtu, similar al esperado por PLNG.

Por otro lado, dada la reducción de precios en el mercado HH, el *offtaker* optó por recortar los envíos de producción a niveles por debajo de lo estipulado en el contrato con la CFE, e incrementó la exportación a mercados regidos por marcadores distintos como es el caso del NBP y JKM, los cuales a pesar de haber sufrido fuertes reducciones en sus cotizaciones, brindan la posibilidad de obtener un mayor margen, que el obtenido con la producción destinada a CFE.

Precio del GN
US\$ / MMBTU

| Marcador | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017* |
|-----------------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|-------|-------|-------|-------|
| HH | 8.89 | 3.95 | 4.38 | 3.99 | 2.75 | 3.73 | 4.35 | 2.61 | 2.49 | 2.99 |
| NBP | 10.76 | 4.77 | 6.53 | 9.03 | 9.49 | 10.63 | 8.22 | 6.51 | 4.65 | 5.50 |
| JKM | n.d | 5.28 | 7.69 | 14.03 | 15.12 | 16.56 | 13.86 | 7.45 | 5.73 | 6.62 |
| Brent Crude Oil | 10.76 | 61.49 | 79.51 | 111.26 | 111.65 | 108.64 | 99.02 | 52.35 | 43.55 | 51.16 |

*Últimos 12 meses a setiembre 2017
Fuente: Platts, EIA, Gas Strategies

El NBP es un indicador del mercado mayorista europeo, cuyos precios tienen un link con el precio del petróleo (Brent). Sin embargo, a diferencia de EE.UU., Europa se está volviendo más dependiente de las importaciones de LNG, por lo tanto el NBP provee un *proxy* del precio spot de LNG y del precio de los gasoductos. No obstante, a mediano plazo se espera que la brecha entre el NBP y el HH incremente por encima de US\$4.0 MMBtu, alrededor del 2022. Cabe señalar que, según las proyecciones de EIA, los precios de largo plazo del NBP se redujeron significativamente, producto de: i) las ampliaciones de capacidad de producción anunciadas en Qatar (+23 TM por año); ii) los proyectos de inversión en EE.UU., Irán y Rusia; y, iii) los menores costos de licuefacción al incrementar el nivel de eficiencia, observados en EE.UU.

De esta manera, durante el 2016, ante la caída del Brent, el NBP cayó 28.7% aproximadamente, a US\$4.65/MMBtu, mientras que durante el año móvil a setiembre 2017 se registró una recuperación en dicho indicador hasta US\$5.50/MMBtu. Se espera que los precios se mantengan en los niveles actuales hasta el 2020, para luego incrementarse progresivamente hasta US\$10.60/MMBtu para el 2030.

En cuanto al precio asiático del GN (JKM), este es el reflejo de los contratos de LNG al estar indexado al precio del petróleo (Brent). Así, en el 2011, con la subida del precio del Brent, el JKM se incrementó de manera importante, impulsado aún más por el cierre de las plantas nucleares a raíz del tsunami en Japón.

Cabe señalar que, producto de la creciente producción del *Shale Gas*, se ha vuelto competitiva la importación de LNG del mercado americano. Esto se debe al importante *spread* entre el HH y los precios ligados al petróleo, lo que ha facilitado la renegociación y/o salida de los contratos tradicionales con precios ligados al petróleo. A pesar de la influencia de la reducción en el precio del crudo, el JKM continuó registrando precios atractivos en el 2016 (US\$5.73/MMBtu) y durante los últimos 12 meses a setiembre 2017 (US\$6.62/MMBtu). Es así que se incrementó la participación de envíos de PLNG a mercados JKM de 5% en el 2015, a 19% y 15% en el 2016 y a setiembre 2017, respectivamente.

Cabe resaltar que los costos de exportar LNG dependen principalmente de cuatro componentes: i) *take or pay* (costo

de inversión y operativo de la planta de LNG); ii) costo del GN; iii) transporte; y, iv) costos de regasificación.

Cambio en el Contrato SPA

El nuevo contexto de precios bajos y recuperación moderada en el largo plazo que se proyecta para el mercado de LNG, pone en riesgo la solvencia financiera de la Empresa ya que tendría problemas para cubrir su servicio de deuda de manera recurrente. Por ello, desde finales del 2015 se viene discutiendo los términos comerciales del SPA, con el fin de dar mayor estabilidad a la generación del flujo de caja. Así, el DSCR promedio entre 2015-2017 ascendió a 0.89x, por lo que ha requerido la utilización de una parte de la caja acumulada.

La determinación de los nuevos términos del contrato, implica la intervención de los agentes involucrados a lo largo de la cadena productiva del LNG. Así, el Consorcio Camisea y el Gobierno peruano deberán determinar una nueva fórmula de valorización del gas natural para evitar futuras controversias como las suscitadas a la fecha (discrepancias entre el precio del GN del mercado de consumo final vs marcador del primer desembarque). Lo anterior facilitaría a Shell determinar el pago tipo *pass-through* que realizará a PLNG para adquirir el GN producido por Camisea más el margen de Tolling.

Con un contrato tipo *Tolling*, PLNG y Shell, determinarán el pago de una tarifa de procesamiento. Es decir, el proyecto contaría con ingresos estables al no correr riesgo precio ni demanda. Así, se le garantizaría a PLNG como mínimo un margen fijo, que le permita cubrir sus gastos operativos y servicio de deuda, transformándose en un *Availability Project*, es decir, se paga por disponibilidad, no importa si el precio o la demanda varían, el *offtaker* es quien asume el riesgo, lo cual implicaría que el rating de los bonos tenga un link directo con el rating del *Offtaker* (Shell, AA-). Finalmente, Shell podría renegociar las condiciones en las que provee de LNG a la Comisión Federal de Electricidad de México, para así tener mayor flexibilidad al poder maximizar el valor de la producción adquirida a PLNG.

Si bien a la fecha no se ha concluido la modificación del SPA, se han dado señales de que hay un alineamiento de intereses y que se está trabajando de manera activa para concretar esta medida. Muestra de ello es el envío de volúmenes, por parte de Shell a CFE, por debajo del mínimo contractual; destinando un mayor nivel de ventas a Europa y Asia, por la mayor rentabilidad que obtiene en estos mercados dados los mayores precios, asumiendo las implicancias de esta reducción.

Tolling Agreement para el mercado local

El 15 de octubre del 2015, PLNG firmó el Contrato de procesamiento de gas natural con Shell GNL Perú, por un periodo de 13 años. La Empresa recibirá gas por parte del contratante, luego lo procesará en su planta y posteriormente el LNG será distribuido por Shell en el mercado local. El contrato contempla la procesamiento y producción de 19.2 MMPCD de LNG.

Asimismo, el 23 de octubre del 2015, PLNG firmó un contrato con Cobra Perú para la construcción e implementación de la estación de carga de LNG, la cual será empleada para cumplir con el acuerdo firmado con Shell. La inversión para cumplir con este contrato ascendió a US\$17 MM e inició operaciones en setiembre del 2017, llevando así LNG a distintas regiones del Perú. Cabe señalar que cuenta con capacidad para 240,000 galones por día de GNL y que cada camión T3S3 podría transportar hasta 13 mil galones en contenedores criogénicos. Asimismo, se espera que genere ingresos anuales que crezcan progresivamente, de acuerdo al incremento de la cantidad de LNG transportado. Así, los ingresos por este concepto se incrementarían de un estimado de US\$5 MM en el 2018 a US\$10 MM para el 2023.

Desempeño Operativo y Financiero

Durante los primeros seis años de operaciones, la planta ha mostrado adecuados niveles de eficiencia, alrededor de 91.8%, superior al nivel mínimo garantizado por el constructor de 90.5%.

Durante el año móvil a setiembre 2017, la producción promedio diaria ascendió a 646,291 MMBtu, 2.3% inferior a la del 2016, producto principalmente de efectos climatológicos que se reflejaron en el menor envío de embarques del *offtaker* (67 vs. 70 durante el año móvil a setiembre 2017 y durante el 2016, respectivamente).

Cabe señalar que cada tres años se realizan mantenimientos de mayor envergadura, y durante el 2018 se ejecutaría dicha inversión. No obstante, estos gastos se encuentran incluidos dentro del presupuesto de la empresa y han sido acumulados en la Cuenta Reserva de Mantenimientos Mayores (US\$27 MM). Asimismo, durante el último mantenimiento mayor ocurrido en el 2015, la eficiencia disminuyó ligeramente de 92.0 a 91.9%, mientras que el nivel de utilización pasó de 82.5 a 79.0%, debido a la parada que tiene que hacer la planta para realizar el mantenimiento (25 días aprox. en el 2015). Sin embargo, al año siguiente, la eficiencia mejoró y alcanzó picos, por lo que la producción y utilización de la planta también alcanzaron niveles máximos. Ello también fue impulsado con la ampliación de la capacidad del sistema de

transporte de TGP que permitió que PLNG adquiriera volúmenes adicionales de gas interrumpible. Según PLNG, se proyecta un nivel de eficiencia para el 2018 de 91.8% (91.5 y 92.1% durante el año móvil a setiembre 2017 y en el 2016, respectivamente).

| Año | Producción LNG (MMBtu) | Eficiencia 1/ | LNG Producción (MMBTU / d) | % Utilización 2/ |
|------------|------------------------|---------------|----------------------------|------------------|
| 2012 | 206,495,535 | 91.60% | 614,570 | 84.6% |
| 2013 | 221,366,636 | 92.10% | 614,907 | 84.7% |
| 2014 | 213,787,065 | 92.00% | 598,843 | 82.5% |
| 2015 | 189,886,028 | 91.90% | 573,674 | 79.0% |
| 2016 | 224,298,837 | 92.07% | 661,648 | 91.1% |
| LTM Set-17 | 219,520,266 | 91.45% | 646,291 | 84.9% |

1/ Eficiencia: LNG / GN

2/ Utiliz.: producción / capac. Instalada (capacidad instalada: días operativos x726,211)

Fuente: PLNG

Por otro lado, durante el año móvil a setiembre 2017 las ventas ascendieron a 224.0 TBtu (67 buques), 0.6% inferior al volumen vendido durante el 2016. Cabe señalar que si bien la cantidad anual estipulada en el contrato firmado entre el *Offtaker* y CFE es de 218'000,000 MMBtu (66% de las ventas). A setiembre 2017 se optó por enviar al mercado americano (Manzanillo) solo 12% del total de las ventas, es decir, por debajo del mínimo permitido debido a la pronunciada caída en el marcador que rige este mercado, y el mayor margen que ofrecen los otros mercados. Según proyecciones de PLNG, se espera alcanzar ventas de 237.0 TBtu para el 2018.

Ventas por Mcdo

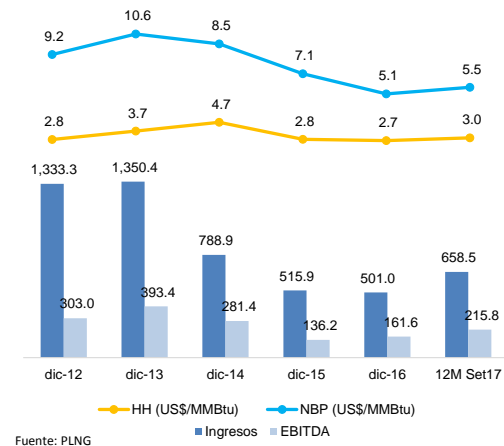
| Año | América (HH) | Europa (NBP) | Asia (JKM) | Precio Promedio PLNG (US\$/MMBtu) |
|----------|--------------|--------------|------------|-----------------------------------|
| 2011 | 21% | 41% | 38% | 5.93 |
| 2012 | 23% | 47% | 30% | 6.62 |
| 2013 | 44% | 31% | 25% | 6.12 |
| 2014 | 73% | 23% | 2% | 3.68 |
| 2015 | 66% | 23% | 5% | 2.39 |
| 2016 | 45% | 33% | 19% | 2.32 |
| Set-2017 | 12% | 68% | 15% | 3.12 |

Fuente: PLNG

En términos monetarios, durante el año móvil a setiembre 2017 los ingresos se incrementaron en 31.4% comparado con el 2016, a US\$658.5 MM, en línea con la recuperación de los precios internacionales de los mercados de destino (HH: 20.8%, NBP: 18.6% y JKM: 15.2%), a pesar del menor envío de embarques del *offtaker* (67 durante el año móvil a set.17 vs 70 durante el 2016), pero dirigido a mercados con mayores precios. Es así que como parte de su estrategia optó por enviar el 68% a Europa y el 15% a Asia durante el presente año a setiembre 2017. El precio promedio obtenido por la venta de LNG aumentó en 34.3% en similar periodo de tiempo.

Si bien las ventas muestran una recuperación respecto al 2016, éstas muestran una tendencia decreciente en línea con

la caída de los marcadores, pasando de niveles de US\$1,350 MM en el 2013 (año pico) a US\$658 MM a Set.17 LTM.



Asimismo, durante el año móvil a setiembre 2017 el costo de ventas mostró un incremento de 24.8%, comparado con el 2016, debido a que el precio de adquisición de gas se encuentra indexado al mercado de destino final del LNG. Por su parte, los costos de administración y ventas se redujeron en 9.7 y 2.2%, respectivamente. Cabe señalar que lo anterior se debió principalmente a menores gastos de servicios de terceros y servicios recibidos del Operador, al igual que a la reducción en los servicios de dragado. Lo anterior, en línea con la estrategia de la empresa de reducir costos para afrontar el escenario adverso de precios.

De esta manera, el EBITDA se incrementó en 33.6% durante el año móvil a setiembre 2017, ascendiendo a US\$215.8 MM, por lo que el margen EBITDA se incrementó de 32.3 a 32.8%, comparado con el 2016.

Los ratios de cobertura también se vieron favorecidos; así, la cobertura de intereses (EBITDA/GF) se incrementó de 2.6x a 3.7x. No obstante, el incremento en la generación fue contrarrestado principalmente por el pago de tributos de US\$22 MM y mayor capex, relacionado con el *Tolling Agreement* para el mercado local. De esta manera, la empresa registró un Flujo de Caja anual disponible para el servicio de deuda de US\$203.3 MM, y un DSCR de 0.90x.

Para cubrir el déficit de caja, la empresa ha tenido que hacer uso de la caja acumulada. Así, en el 2016, si excluimos la ampliación del Quarterly Payment (QP) de SITME, el DSCR bajaría de 1.2x a 0.98x.

Lo anterior se reflejó en una caída del nivel de Caja de libre disponibilidad desde US\$206.2 MM al cierre del 2016 a US\$141.4 MM al cierre de setiembre 2017. Adicionalmente,

la empresa cuenta con fondos restringidos de US\$242.6 MM (US\$175.5 MM a fines del 2016) correspondiente a las cuentas de reserva (O&M y SD), por lo que el saldo final de caja asciende a US\$384 MM. Se estima que la empresa termine el año con una caja acumulada de US\$338 MM. Cabe señalar que se considera un aumento de la Cuenta de Mantenimientos Mayores en el 2017, debido a que durante el 2018 se realizarían dichos mantenimientos.

| US\$ MM | dic-12 | dic-13 | dic-14 | dic-15 | dic-16 | 12M Set17 |
|-------------------------|--------------|--------------|--------------|---------------|--------------|---------------|
| HH (US\$/MMBtu) | 2.8 | 3.7 | 4.7 | 2.8 | 2.7 | 3.0 |
| NBP (US\$/MMBtu) | 9.2 | 10.6 | 8.5 | 7.1 | 5.1 | 5.5 |
| Ingresos | 1,333.3 | 1,350.4 | 788.9 | 515.9 | 501.0 | 658.5 |
| EBITDA | 303.0 | 393.4 | 281.4 | 136.2 | 161.6 | 215.8 |
| Margen (%) | 22.7% | 29.1% | 35.7% | 26.4% | 32.3% | 32.8% |
| Quarterly Payment SITME | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 45.0 | 65.0 | 0.0 |
| Variación en WC | -7.0 | 38.4 | 36.3 | 15.4 | 49.3 | 23.1 |
| Capex | -13.2 | -0.6 | -12.0 | -15.0 | -3.1 | -13.7 |
| Taxes | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | -22.0 |
| FCF | 282.8 | 431.3 | 305.6 | 181.7 | 272.8 | 203.3 |
| SD | 223.6 | 219.8 | 229.7 | 231.6 | 228.0 | 225.7 |
| DSCR | 1.26x | 1.96x | 1.33x | 0.78x | 1.20x | 0.90x |
| Fondos del accionista | (55.9) | (182.6) | (41.0) | - | 60.0 | - |
| Variación anual de caja | 3.3 | 28.9 | 34.9 | (50.0) | 104.9 | (22.3) |
| Caja 1/ | 274.1 | 403.8 | 338.4 | 289.6 | 381.6 | 384.0 |
| Deuda Financiera | 2,059.6 | 1,841.0 | 1,722.3 | 1,567.5 | 1,397.6 | 1,326.5 |
| DF/EBITDA | 6.80x | 4.68x | 6.12x | 11.51x | 8.65x | 6.15x |
| DFN / EBITDA | 5.89x | 3.65x | 4.92x | 9.38x | 6.29x | 4.37x |

1/ Incluye Caja restringida

Fuente: PLNG

Por su parte, para el 2018, no se prevé una recuperación pronunciada en los precios del GN motivo por el cual los niveles de generación se mantienen presionados.

En un escenario base de precios (HH= US\$2.91/MMBtu, NBP= US\$5.09/MMBtu), se proyecta un flujo de caja libre de US\$153 MM, inferior al servicio de deuda de US\$223 MM. No obstante, la caja de libre disponibilidad permitiría cubrir el SD. Caso contrario ocurre en un escenario de estrés (HH= US\$1.94/MMBtu, NBP= US\$4.12/MMBtu), donde el FCF de US\$38 MM más la caja de libre de disponibilidad de US\$150 MM no sería suficiente para cubrir el SD, haciendo necesario el uso de la cuenta de reserva.

Cabe señalar que la probabilidad de ocurrencia del escenario de estrés de A&A es baja debido a que al culminar el tercer trimestre del 2017, el HH se encuentra en US\$2.97/MMBtu y el EIA proyecta que éste se encuentre en US\$3.09/MMBtu para el 2018.

Es importante mencionar que A&A no prevé que se dé un default en el 2018, ya que PLNG cuenta con un buffer de liquidez importante para afrontar el servicio de deuda, aún en un escenario de precios bajos (rating case de A&A). Esta liquidez le brinda la flexibilidad financiera necesaria para culminar las negociaciones del cambio en el SPA. La modificación del SPA implicaría la eliminación del riesgo de volatilidad de precios, convirtiendo así a PLNG en un

availability Project, lo cual implicaría que el rating de los bonos tenga un *link* directo (a manera de *Cap*) con el rating de Shell (AA- en escala internacional).

Estructura de Capital

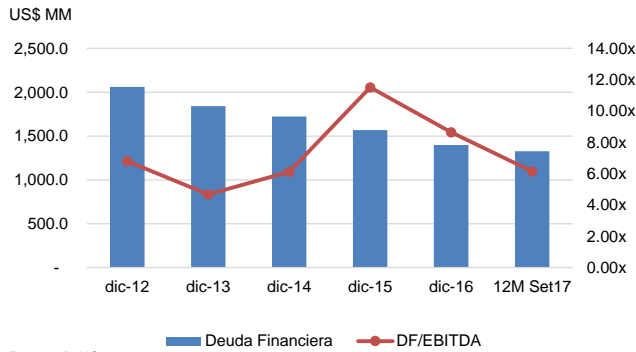
El costo total del Proyecto fue de US\$3,880 MM, de los cuales el 58.7% fue financiado con deuda de diversas entidades multilaterales así como con la emisión de bonos en el mercado peruano, y el 41.3% restante vía aportes de capital. El ratio *debt / equity* resultó ligeramente menor al 60 / 40 máximo permitido, que se mantuvo como obligación hasta obtener el *Project Completion*. Actualmente, no es obligatorio mantener dicho ratio mientras se registre un DSCR >1.20x.

El saldo de la deuda financiera, al cierre de setiembre 2017, ascendió a US\$1,326.5 MM (inferior en 41.7% al saldo inicial), de los cuales el 88.1% es con bancos multilaterales, el 9.1% corresponde a los bonos corporativos y el 2.8%, a instrumentos financieros derivados (*swaps* de tasa de interés) con el fin de mitigar el impacto en el flujo de caja por la volatilidad de tasas y moneda. Adicionalmente, PLNG cuenta con una línea de crédito revolvente para financiar sus necesidades de capital de trabajo por US\$37.5 MM otorgada por BCP para el periodo 2016 – 2018, la cual al cierre de setiembre 2017 no se había utilizado.

La vida promedio de la deuda *senior* es de 7.6 años desde el inicio de las amortizaciones (nov 2011), y tiene un costo promedio ponderado de 4.38%. La totalidad de la deuda financiera *senior* se cancelaría tres años antes del vencimiento del contrato *Take or Pay* con SITME. Los servicios de deuda se realizan en mayo y noviembre con un promedio semestral de US\$110 MM hasta el 2024.

Cabe destacar que a pesar del entorno poco favorable de los precios, la empresa ha logrado reducir de manera importante la deuda financiera de un total de US\$2,250 a 1,327 MM al cierre de setiembre del 2017. No obstante, la caída en los precios redujo en mayor magnitud los niveles de EBITDA, por lo que el ratio de endeudamiento (DF/ EBITDA) se incrementó de 4.7x en el 2013 a 6.2x a Set17 LTM.

Evolución del nivel de Apalancamiento



Fuente: PLNG

Descripción de la estructura

Los bonos corporativos por US\$200 MM fueron colocados en nov.2009 en cuatro emisiones, siendo el saldo en circulación US\$120 MM a setiembre 2017, correspondiente a la tercera y cuarta.

Características de los Bonos Corporativos

| | Primera 1/ | Segunda 1/ | Tercera | Cuarta |
|------------------|------------|------------|-------------------------|--------|
| Monto (US\$ M) | 10,000 | 30,000 | 135,325 | 24,675 |
| Fecha de Vencim. | may-12 | nov-14 | nov-24 | nov-24 |
| Plazo (años) | 2.5 | 5.0 | 15.0 | 15.0 |
| Periodo gracia | 2.0 | 2.5 | 5.0 | 5.0 |
| Tasa interés | 3.44% | 4.66% | Libor (6M)+ 3.65625% | 7.16% |

1/ Fueron canceladas.

Fuente: Perú LNG

Garantías

La deuda *senior*, incluyendo los bonos, cuentan con las garantías propias de un *Project finance*, las cuales serán compartidas a prorrata y *pari passu* entre los *senior lender*, según lo estipulado en el *Bondholder Intercreditor Agreement*.

| Fuentes | MMUS\$ | % | Usos | MMUS\$ | % |
|---------------------|--------------|--------------|--------------------------------|--------------|-------------|
| US Exim | 400 | 10.4% | Planta EPC's | 2,334 | 60.9% |
| K-Exim | 300 | 7.8% | Gasoducto | 824 | 21.5% |
| SACE | 250 | 6.5% | Costos de Administ. | 269 | 7.0% |
| BID "A" | 400 | 10.4% | Costos operativos | 95 | 2.5% |
| BID "B" | 400 | 10.4% | Costos del financiamiento | 96 | 2.5% |
| IFC | 300 | 7.8% | Intereses durante construcción | 112 | 2.9% |
| Bonos | 200 | 5.2% | DSRA | 103 | 2.7% |
| Total Deuda | 2,250 | 58.7% | Total Usos | 3,833 | 100% |
| Equity | 1,583 | 41.3% | | | |
| Total Fuente | 3,833 | 100% | | | |

US Exim = Export-Import Bank of the United States
K - Exim = Korea Export-Import Bank
SACE = Servizi Assicurativi Commercio Estero S.p.A.
(Export Credit Agency of Italia)

Fuente: PLNG

BID = Banco Interamericano de Desarrollo
IFC = International Finance Corporation
EPC = Engineering Procurement and Construction
DSRA = Debt Service Reserve Account

El paquete de garantías incluye garantía mobiliaria de las acciones, hipoteca sobre la planta, inventario y ventas futuras, y cesión condicionada y *Direct Agreements* sobre los contratos del Proyecto. Adicionalmente, se cuenta con cuentas de reserva para cubrir: i) el servicio de deuda semestral (US\$112.6 MM); ii) dos meses de cargo de

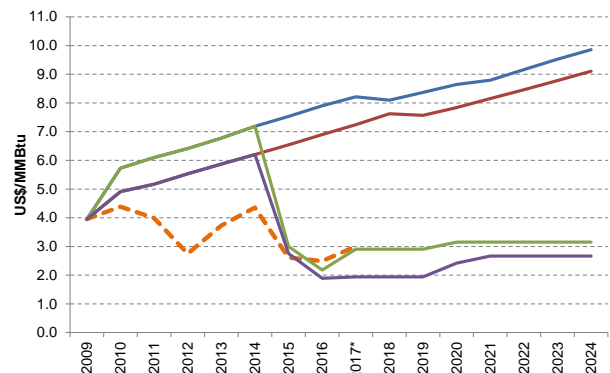
transporte con TGP (US\$14.0 MM); y, iii) una reserva para mantenimiento mayor por US\$18.0 MM en promedio. Dichas cuentas de reserva se encontrarán vigentes durante el plazo de la deuda.

Durante la vigencia de los bonos, el emisor no podrá repartir dividendos en caso registre un DSCR < 1.3x. Durante el año móvil a setiembre 2017 el DSCR ascendió a 0.90x (2016: 1.20x).

Proyecciones Financieras

Como ya se mencionó, los precios del gas natural (HH y NBP) han sufrido una drástica caída respecto a los precios que se modelaron inicialmente, lo que afecta la calidad crediticia del proyecto.

Proyecciones de Precios Iniciales y Actuales



*Real: A junio 2017

Fuente: FitchRatings y PLNG

Con el fin de analizar la capacidad de pago de la deuda *senior*, Apoyo & Asociados ha tomado en cuenta el último *Price Deck* de FitchRatings publicado el 2 de octubre del 2017, que se utiliza para sensibilizar las estructuras financieras que se encuentran expuestas a este riesgo precio.

Fitch Corporate Oil and Gas Price Assumptions - October 2017

| Base case | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | LT |
|-----------------|------|------|------|------|------|
| HH (usd/mmbtu) | 2.91 | 2.91 | 2.91 | 3.15 | 3.15 |
| NBP (usd/mmbtu) | 5.33 | 5.09 | 5.33 | 5.57 | 5.57 |
| Rating case | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | LT |
| HH (usd/mmbtu) | 1.94 | 1.94 | 1.94 | 2.42 | 2.66 |
| NBP (usd/mmbtu) | 4.31 | 4.12 | 4.12 | 4.60 | 4.84 |

Fuente: Fitch Ratings

De esta manera, en un escenario base que asume una distribución de ventas promedio de 67% HH y 33% NBP, con un HH de 3.15 US\$/MMBtu y NBP de 5.57 US\$/MMBtu para el largo plazo, se obtiene como resultado DSCR<1, con excepción del 2024. Por lo anterior, es necesario hacer uso

de la caja de libre disponibilidad para cubrir el *shortfall* de manera recurrente.

| BC (US\$ MM) | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 |
|------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| FCF | 174.7 | 152.5 | 177.8 | 202.4 | 165.6 | 178.2 | 156.9 | 174.7 |
| DS | 224.9 | 222.9 | 221.0 | 219.8 | 217.9 | 216.3 | 165.9 | 163.6 |
| DSCR | 0.78 | 0.68 | 0.80 | 0.92 | 0.76 | 0.82 | 0.95 | 1.07 |
| Shorfall | -50.2 | -70.4 | -43.2 | -17.4 | -52.4 | -38.1 | -9.0 | 11.1 |
| Caja Libre Final | 149.7 | 79.3 | 36.1 | 18.7 | -33.7 | -71.8 | -80.8 | -69.7 |
| Caja Total Final | 337.7 | 267.3 | 224.1 | 206.7 | 154.3 | 116.2 | 107.2 | 118.3 |

Fuente: A&A

En el escenario de estrés, con un HH de 2.66 US\$/MMbtu y NBP de 4.84 US\$/MMBTU para el largo plazo, se tiene que la Empresa no es capaz de cubrir el servicio de deuda, a pesar de usar el íntegro de la caja acumulada (incluyendo las cuentas de reserva).

La totalidad de la Caja acumulada le permitiría afrontar los déficits de fondos solo al 2018.

| RC (US\$ MM) | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 |
|------------------|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| FCF | 174.7 | 38.1 | 48.6 | 93.3 | 91.4 | 101.4 | 82.7 | 97.5 |
| DS | 224.9 | 222.9 | 221.0 | 219.8 | 217.9 | 216.3 | 165.9 | 163.6 |
| DSCR | 0.78 | 0.17 | 0.22 | 0.42 | 0.42 | 0.47 | 0.50 | 0.60 |
| Shorfall | -50.2 | -184.9 | -172.4 | -126.6 | -126.5 | -114.9 | -83.2 | -66.1 |
| Caja Libre Final | 149.7 | -35.2 | -207.5 | -334.1 | -460.6 | -575.5 | -658.7 | -724.8 |
| Caja Total Final | 337.7 | 152.8 | -19.5 | -146.1 | -272.6 | -387.5 | -470.7 | -536.8 |

Fuente: A&A

Por lo anterior, es necesario que se modifiquen los términos comerciales en el contrato de venta, ya que se debe eliminar el riesgo precio o reducir la deuda financiera, de tal manera que pueda resistir el escenario de precios bajos estresado. Si dicha situación no se concreta en el corto plazo, es decir, en el transcurso del 2018, la Clasificadora modificará el *rating* de forma negativa.

Resumen Financiero - Perú LNG

Cifras en miles de US\$

| | 12M Set17 | dic-16 | dic-15 | dic-14 | dic-13 | dic-12 |
|--|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Rentabilidad (%) | | | | | | |
| EBITDA | 215,841 | 161,610 | 136,235 | 281,363 | 393,436 | 302,991 |
| Mg. EBITDA | 32.8% | 32.3% | 26.4% | 35.7% | 29.1% | 22.7% |
| (FFO + GF pagados) / Capitalización ajustada | 6.3% | 5.8% | 4.2% | 9.4% | 11.9% | 8.8% |
| FCF / Ingresos | 22.7% | 38.1% | 20.6% | 22.9% | 23.1% | 16.1% |
| ROE | 0.1% | -3.1% | -4.6% | 3.0% | 7.3% | 6.1% |
| Cobertura (x) | | | | | | |
| EBITDA / Gastos financieros | 3.68 | 2.65 | 2.07 | 3.97 | 5.14 | 3.67 |
| EBITDA / Servicio de deuda* | 0.98 | 0.73 | 0.62 | 1.30 | 1.80 | 1.21 |
| FCF** / Servicio de deuda* | 0.94 | 1.15 | 0.78 | 1.16 | 1.78 | 1.19 |
| (FCF** + Caja + Valores líquidos) / Servicio de deuda* | 2.69 | 2.88 | 2.10 | 2.72 | 3.63 | 2.29 |
| CFO / Inversión en Activo Fijo | 11.93 | 62.95 | 8.07 | 15.99 | 547.32 | 17.32 |
| Estructura de capital y endeudamiento (x) | | | | | | |
| Capitalización | 51.3% | 52.4% | 54.6% | 55.3% | 55.7% | 60.6% |
| Deuda financiera / EBITDA | 6.15 | 8.65 | 11.51 | 6.12 | 4.68 | 6.80 |
| Deuda financiera neta / EBITDA | 4.37 | 6.29 | 9.38 | 4.92 | 3.65 | 5.89 |
| Costo de financiamiento estimado | -4.3% | -4.6% | -4.6% | -4.7% | -4.7% | -3.5% |
| Deuda financiera CP / Deuda financiera total | 12.3% | 12.9% | 11.6% | 10.6% | 9.7% | 8.5% |
| Balance | | | | | | |
| Activos totales | 2,923,655 | 3,020,895 | 3,007,562 | 3,190,378 | 3,394,440 | 3,515,486 |
| Caja e inversiones corrientes | 383,971 | 381,610 | 289,634 | 338,359 | 403,833 | 274,112 |
| Deuda financiera Corto Plazo | 176,098 | 179,746 | 181,381 | 183,209 | 178,178 | 175,073 |
| Deuda financiera Largo Plazo | 1,150,411 | 1,217,840 | 1,386,131 | 1,539,106 | 1,662,822 | 1,884,525 |
| Deuda con entidades relacionadas | 110,000 | 110,000 | 44,660 | 0 | 0 | 0 |
| Deuda financiera Senior | 1,326,509 | 1,397,586 | 1,567,512 | 1,722,315 | 1,841,000 | 2,059,598 |
| Deuda Financiera Total | 1,436,509 | 1,507,586 | 1,612,172 | 1,722,315 | 1,841,000 | 2,059,598 |
| Patrimonio Total | 1,363,424 | 1,371,618 | 1,338,602 | 1,393,280 | 1,461,627 | 1,338,515 |
| Capitalización ajustada | 2,799,933 | 2,879,204 | 2,950,774 | 3,115,595 | 3,302,627 | 3,398,113 |
| Flujo de caja | | | | | | |
| Flujo de caja operativo (CFO) | 162,881 | 194,147 | 121,087 | 192,408 | 311,970 | 227,945 |
| Inversiones en Activos Fijos | -13,650 | -3,084 | -15,003 | -12,030 | -570 | -13,161 |
| Flujo de caja libre (FCF) | 149,231 | 191,063 | 106,084 | 180,378 | 311,400 | 214,784 |
| Variación neta de deuda | -161,563 | -159,065 | -154,308 | -145,852 | -141,679 | -166,769 |
| Aportes o pagos a relacionadas | 0 | 60,000 | 0 | 0 | -40,000 | -30,000 |
| Otros financiamientos, netos | -15,038 | 12,883 | -1,749 | 358 | -100,852 | -14,743 |
| Variación de caja | -27,370 | 104,881 | -49,973 | 34,884 | 28,869 | 3,302 |
| Resultados | | | | | | |
| Ingresos | 658,460 | 500,962 | 515,855 | 788,866 | 1,350,381 | 1,333,336 |
| Variación de Ventas | 31.4% | -2.9% | -34.6% | -41.6% | 1.3% | 3.9% |
| Utilidad operativa (EBIT) | 68,607 | 14,768 | -7,274 | 139,699 | 252,649 | 163,933 |
| Gastos financieros | -66,540 | -71,577 | -77,334 | -83,209 | -91,375 | -97,575 |
| Otros ingresos y gastos | 3,831 | 174 | 126 | 175 | -209 | 1,779 |
| Alquileres | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Gastos financieros pagados | -58,601 | -61,073 | -65,783 | -70,943 | -76,606 | -82,628 |
| Dividendos preferentes | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Resultado neto | 726 | -41,521 | -62,401 | 43,179 | 102,629 | 43,414 |
| Vencimientos de Deuda de Largo Plazo | | | | | | |
| (Miles de US\$) | | | 2017 | 2018 | 2019 | 2020+ |
| | | | 74,727 | 153,563 | 159,349 | 796,166 |

EBITDA: Utilidad operativa + gastos de depreciación y amortización. FFO: Resultado neto + Depreciación y Amortización + Resultado en venta de activos + Castigos y Provisiones + Otros ajustes al resultado neto + variación en otros activos + variación de otros pasivos - dividendos preferentes. Variación de capital de trabajo: Cambio en cuentas por pagar comerciales + cambio en existencias - cambio en cuentas por cobrar comerciales. CFO: FFO + Variación de capital de trabajo. FCF= CFO + Inversión en activo fijo + pago de dividendos comunes. Cargos fijos= Gastos financieros + Dividendos preferentes + Arriendos. Deuda fuera de balance: Incluye fianzas, avales y arriendos anuales multiplicados por el factor 6.8. Servicio de deuda: Gastos financieros + deuda de corto plazo.

* Servicio de deuda= Variación neta de deuda + Gastos financieros pagados

** FCF: sin gastos financieros pagados

ANTECEDENTES

| | |
|------------------|--|
| Emisor: | PERÚ LNG S.R.L. |
| Domicilio legal: | Av. Víctor Andrés Belaunde 147, Vía Real 185 Torre Real 12, Of 105, San Isidro. |
| RUC: | 20506342563 |
| Teléfono: | (511) 707-2000 |
| Fax: | (511) 707-2099 |

RELACIÓN DE EJECUTIVOS

| | |
|-------------------|----------------------------------|
| Steve Suellentrop | Presidente |
| Dennis Grindinger | Vicepresidente |
| Maria Julia Aybar | Gerente General |
| Solange Cuadros | Gerente Legal |
| Jaime Risco | Gerente Comercial y Planeamiento |

RELACION DE SOCIOS

| | |
|------------------------------|-------|
| PERU LNG Company LLC | 99.5% |
| PERU LNG Partner Company LLC | 0.5% |

SPONSORS

| | |
|-------------------------------|-------|
| Camisea LNG (Holding) Company | 10.0% |
| PERU Hunt LNG Funding Company | 40.0% |
| SK Innovation | 20.0% |
| Shell Gas B.V. | 20.0% |
| Marubeni LNG Development B.V. | 10.0% |

CLASIFICACIÓN DE RIESGO

APOYO & ASOCIADOS INTERNACIONALES S.A.C. CLASIFICADORA DE RIESGO, de acuerdo a lo dispuesto en el Reglamento de Empresas Clasificadoras de Riesgo, aprobado por Resolución SMV N°032-2015-SMV/01 y sus modificatorias, acordó la siguiente clasificación de riesgo para la empresa **PERU LNG S.R.L.:**

| <u>Instrumento</u> | <u>Clasificación*</u> |
|--|--------------------------|
| Primer Programa de Bonos Corporativos | Categoría AA (pe) |
| Perspectiva | Negativa |

Definición

CATEGORÍA AA (pe): Corresponde a una muy alta capacidad de pago de sus obligaciones financieras en los plazos y condiciones pactados. Esta capacidad no es significativamente vulnerable ante cambios adversos en circunstancias o el entorno económico.

(+) *Corresponde a instituciones con un menor riesgo relativo dentro de la categoría.*

(-) *Corresponde a instituciones con un mayor riesgo relativo dentro de la categoría.*

Perspectiva: Indica la dirección en que se podría modificar una clasificación en un período de uno a dos años. La perspectiva puede ser positiva, estable o negativa. Una perspectiva positiva o negativa no implica necesariamente un cambio en la clasificación. Del mismo modo, una clasificación con perspectiva estable puede ser cambiada sin que la perspectiva se haya modificado previamente a positiva o negativa, si existen elementos que lo justifiquen.

Dicha nota se aplicará únicamente a las clasificaciones de obligaciones de largo plazo y a las clasificaciones de la Instituciones Financieras y de Seguros. Por lo tanto, no se asignará perspectiva para las obligaciones de corto plazo, acciones y cuotas de fondos mutuos y de inversión.

(*) La clasificación de riesgo del valor constituye únicamente una opinión profesional sobre la calidad crediticia del valor y/o de su emisor respecto al pago de la obligación representada por dicho valor. La clasificación otorgada o emitida no constituye una recomendación para comprar, vender o mantener el valor y puede estar sujeta a actualización en cualquier momento. Asimismo, la presente Clasificación de riesgo es independiente y no ha sido influenciada por otras actividades de la Clasificadora. El presente informe se encuentra publicado en la página web de la empresa (<http://www.aai.com.pe>), donde se puede consultar adicionalmente documentos como el código de conducta, la metodología de clasificación respectiva y las clasificaciones vigentes.

Las clasificaciones de riesgo crediticio de Apoyo & Asociados Internacionales Clasificadora de Riesgo (A&A) no constituyen garantía de cumplimiento de las obligaciones del calificado. Las clasificaciones se basan sobre la información que se obtiene directamente de los emisores, los estructuradores y otras fuentes que A&A considera confiables. A&A no audita ni verifica la veracidad de dicha información, y no se encuentra bajo la obligación de auditarla ni verificarla, como tampoco de llevar a cabo ningún tipo de investigación para determinar la veracidad o exactitud de dicha información. Si dicha información resultara contener errores o conducir de alguna manera a error, la clasificación asociada a dicha información podría no ser apropiada, y A&A no asume responsabilidad por este riesgo. No obstante, las leyes que regulan la actividad de la Clasificación de Riesgo señalan los supuestos de responsabilidad que atañen a las clasificadoras.

La calidad de la información utilizada en el presente análisis es considerada por A&A suficiente para la evaluación y emisión de una opinión de la clasificación de riesgo.

La opinión contenida en el presente informe ha sido obtenida como resultado de la aplicación rigurosa de la metodología vigente correspondiente indicada al inicio del mismo. Los informes de clasificación se actualizan periódicamente de acuerdo a lo establecido en la regulación vigente, y además cuando A&A lo considere oportuno.

Asimismo, A&A informa que los ingresos provenientes de la entidad clasificada por actividades complementarias representaron el 0.0% de sus ingresos totales.

Limitaciones - En su análisis crediticio, A&A se basa en opiniones legales y/o impositivas provistas por los asesores de la transacción. Como siempre ha dejado en claro, A&A no provee asesoramiento legal y/o impositivo ni confirma que las opiniones legales y/o impositivas o cualquier otro documento de la transacción o cualquier estructura de la transacción sean suficientes para cualquier propósito. La limitación de responsabilidad al final de este informe, deja en claro que este informe no constituye una recomendación legal, impositiva y/o de estructuración de A&A, y no debe ser usado ni interpretado como una recomendación legal, impositiva y/o de estructuración de A&A. Si los lectores de este informe necesitan consejo legal, impositivo y/o de estructuración, se les insta a contactar asesores competentes en las jurisdicciones pertinentes.